

**Universidade Federal do Rio de Janeiro
Centro de Ciências Matemáticas e da Natureza
Instituto de Geociências
Departamento de Geologia**



**Estimativa de litofácies através de perfis de poços do Campo de
Namorado (Bacia de Campos, RJ)**

Carlos André Maximiano da Silva

CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA

2008

**Estimativa de litofácies através de perfis de poços do Campo de
Namorado (Bacia de Campos, RJ)**

Carlos André Maximiano da Silva

Monografia submetida ao Curso de Graduação em Geologia, Instituto de Geociências, da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, como requisito necessário para obtenção do grau de Bacharel em Geologia.

Orientadora:

Paula Lúcia Ferrucio da Rocha

**Estimativa de litofácies através de perfis de poços do Campo de
Namorado (Bacia de Campos, RJ)**

Carlos André Maximiano da Silva

Paula Lúcia Ferrucio da Rocha

Monografia submetida ao Curso de Graduação em Geologia, Instituto de Geociências, da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, como requisito necessário à obtenção do grau de Bacharel em Geologia.

Aprovada por:

Orientadora: Prof^a. Dr^a Paula Lúcia Ferrucio da Rocha, UFRJ

Prof. Dr. José Mário Coelho, UFRJ

Prof. Roberto H. Plastino, UFRJ

Rio de Janeiro
Agosto de 2008

Em memória de Denerval Maximiano da Silva (meu pai)

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por me dar forças para alcançar os meus objetivos, superando adversidades e momentos difíceis.

À toda minha família, obrigado pelos incentivos e apoio financeiro nos momentos em que mais precisei.

À minha madrinha, Glória, obrigado pelo apoio e incentivos durante todos esses anos.

À família Valentim de Sousa, especialmente à Fernanda, pela paciência e apoio nos momentos mais difícil, muito obrigado.

A todos os amigos que conquistei durante esses longos anos de convívio, em especial aos meus amigos Itamar Pereira Gonçalves, Sérgio Magalhães, Talita Azevedo, Liliane Ferreira, Isabella Antunes, Alcina Paulo, Andresa Teixeira e a todos que fizeram parte desta longa jornada com vários campos, a todos vocês, meu muito obrigado.

Aos funcionários do Departamento de Geologia, em especial, ao Sr. Walgenor Reis dos Santos.

A todos os Professores do Departamento de Geologia, muito obrigado pelo aprendizado durante todos esses anos.

Aos amigos e professores do Laboratório de Geofísica da UFRJ, Prof. Roberto Plastino, Prof. Carlos Eduardo, Jorge Gabriel, Francisco e João.

À SCHLUMBERGER, por ter renovado a licença do *software* Interactive Petrophysics 3.4, em especial ao geólogo Júlio Kosaka de Oliveira. Muito obrigado pela sua ajuda e compreensão ao me ensinar a utilização deste *software*.

À minha orientadora Prof^a Paula Ferrucio agradeço a oportunidade e a confiança em mim depositada em desenvolver este trabalho após a ausência do nosso saudoso Prof. Jadir.

Ao Fabio Zanoni do GEDAP pelos serviços de informática.

Ao professor Jadir da Conceição da Silva muito obrigado (*in memorian*).

RESUMO

Estimativa de litofácies através de perfis de poços do Campo de Namorado (Bacia de Campos, RJ)

Carlos André Maximiano da Silva

Orientadora: Paula Lúcia Ferrucio da Rocha

O reconhecimento de diversos padrões de perfis de poços tem sido largamente utilizado na interpretação de dados geofísicos. Estes dados são respostas físicas específicas de formações geológicas. Os dados contêm importantes informações físicas da geologia da qual estes resultam e revelam padrões significativos das estruturas geológicas. Entre os métodos de exploração geofísica, a perfilagem de poços tem grande aplicação na localização e avaliação de recursos minerais, como o petróleo. Um grande desafio que se apresenta é a segmentação destes perfis em zonas capazes de identificar certos padrões encontrados nos reservatórios de petróleo. Para a identificação de determinadas litologias, foram utilizados os perfis de Raio Gama (RG), Densidade (RHOB) e Porosidade Neutrônica (NPHI).

Este trabalho tem por objetivo identificar os padrões litológicos através dos dados de perfilagem do Campo de Namorado, na Bacia de Campos (RJ), cedidos pela Agência Nacional do Petróleo (ANP).

Para este trabalho foi utilizado o programa Interactive Petrophysics 3.4 da Schlumberger.

Palavras-chave: Perfilagem; Campo de Namorado.

ABSTRACT**Estimate of litofacies through well logs of the Namorado Field
(Campos Basin, RJ)**

Carlos André Maximiano da Silva

Orientadora: Paula Lúcia Ferrucio da Rocha

The recognition of several patterns has been used broadly in the interpretation of geophysical data. These data are specific physical answers of geological formations. The data, usually, it contains important physical information of the geology of the which those they result and reveals significant patterns of these geological structures. Among the methods of geophysical exploration, the well logging has great application in the location and evaluation of mineral resources, as the petroleum. A great challenge that it presents is the segmentation of these profiles in zones capable to identify some standards found in the reservoirs of petroleum. For the identification of some litologies, Gama Ray profiles were used (GR), Density (RHOB) and Neutron Porosity (NPHI).

This work has for objective to identify the litologies patterns through the data of well log of Namorado Field in Campos Basin (RJ). The data were given up by Agência Nacional do Petróleo (ANP).

For this work was utilized the Interactive Petrophysics 3.4 program of the Schlumberger.

Key-Words: Well log; Field of Namorado

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	iv
RESUMO.....	v
ABSTRACT.....	vi
SUMÁRIO.....	vii
LISTAS DE FIGURAS	viii
LISTAS DE TABELAS.....	x
1. Introdução.....	1
2. Objetivo do trabalho	2
3. Descrição da Área estudada.....	3
3.1. A Bacia de Campos.....	3
3.2. Campo de Namorado.....	7
4. Perfilagem de Poço.....	8
5. Metodologia	10
5.1. Descrição das Fácies.....	15
6. Resultados.....	18
6.1. Análise dos Resultados.....	25
6.2. Análise dos Erros.....	25
7. Conclusões.....	26
8. Referências Bibliográficas.....	27

LISTA DE FIGURAS E TABELAS

Figura 1. Mapa de localização da Bacia de Campos (Abreu, 2005). Os campos produtores estão indicados em branco entre as linhas batimétricas de 100 e 2000 metros. A falha de Campos está indicada em laranja	3
Figura 2. Seção geológica estratigráfica regional da Bacia de Campos (fonte anp.gov.br). Na figura são representados, sem escala horizontal, as seqüências drift (amarelo e laranja), transicional (roxo e lilás) e a rift inferior (marrom). Observa-se também o embasamento (vermelho)	4
Figura 3. Carta Estratigráfica da Bacia de Campos (fonte http://www.anp.gov.br)	6
Figura 4. Localização do Campo de Namorado (Menezes & Adams, 1990)	7
Figura 5. Exemplo de dados de perfis no formato LAS. As medidas de GR, NPHI e RHOB estão representadas respectivamente nas 3ª, 5ª e 6ª colunas	12
Figura 6. Curvas produzidas a partir dos dados de perfis carregados no Programa Interactive Petrophysics 3.4	13
Figura 7. Exemplo de testemunho do Campo de Namorado no formato ANASETE	14
Figura 8. . <i>Crossplot</i> NPHI x RHOB. Os pontos correspondentes aos dados de folhelho foram marcados com a cor verde, os de arenito com cor amarela e os de carbonato com cor azul. As áreas contornadas englobam os pontos correspondentes às respectivas litologias.	16
Figura 9. <i>Crossplot</i> GRx RHOB. Os pontos correspondentes aos dados de folhelho foram marcados com a cor verde, os de arenito com a cor amarela e os de carbonato pela cor azul. As áreas contornadas englobam os pontos correspondentes às respectivas litologias.	17
Figura 10. Descrição litológica dos testemunhos do poço NA01, dados ANASETE. Em vermelho o intervalo de dados usado na comparação com os resultados obtidos pelos dados sintéticos da figura 11	19
Figura 11. Dados do poço NA01. Na coluna “2” (lito-core) estão os dados reais do ANASETE. Nas colunas “3” e “4” os dados sintéticos gerados pelo <i>Interactive Petrophysics®</i> 3.4 , respectivamente RHOB_NPHI e GR_RHOB. No retângulo em vermelho o intervalo usado na comparação dos resultados	20
Figura 12. Descrição litológica dos testemunhos do poço NA02, dados ANASETE. Em vermelho o intervalo de dados usado na comparação com os resultados obtidos pelos dados sintéticos da figura 13	21

Figura 13. Dados do poço NA02. Na coluna “2” (lito-core) estão os dados reais do ANASETE. Nas colunas “3” e “4” os dados sintéticos gerados pelo *Interactive Petrophysics*® 3.4 , respectivamente RHOB_NPHI e GR_RHOB. No retângulo em vermelho o intervalo usado na comparação dos resultados 22

Figura 14. Descrição litológica dos testemunhos do poço NA04, dados ANASETE. Em vermelho o intervalo de dados usado na comparação com os resultados obtidos pelos dados sintéticos da figura 15 23

Figura 15. Dados do poço NA04. Na coluna “2” (lito-core) estão os dados reais do ANASETE. Nas colunas “3” e “4” os dados sintéticos gerados pelo *Interactive Petrophysics*® 3.4 , respectivamente RHOB_NPHI e GR_RHOB. No retângulo em vermelho o intervalo usado na comparação dos resultados 24

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Relação dos 15 poços carregados para o programa Interactive Petrophysics 3.4. Os poços em destaque são os que foram interpretados neste trabalho. A saber: NA01, NA02 e NA04. O intervalo de validação corresponde à gama de profundidades utilizada para a simulação dos dados sintéticos usados na comparação com os dados reais de descrição de testemunho	11
Tabela 2. Fácies identificadas e reorganizadas em três litologias	15
Tabela 3. Percentual de acertos para cada poço estudado	25

1. Introdução

A demanda contínua e crescente de energia e a disponibilidade de recursos de hidrocarbonetos colocam o petróleo como uma importante fonte não-renovável da matriz energética mundial para os próximos anos.

Para entender os ambientes geradores, dessa fonte energética para a sociedade, as empresas se dedicam à exploração como um primeiro passo para manter o ciclo de geração de jazidas. Trata-se de uma atividade estratégica da cadeia produtiva do petróleo composta por uma sequência complexa de etapas e processos decisórios, os investimentos envolvem riscos bastante elevados e de longa maturação na expectativa de descobertas de crescentes volumes de petróleo. Para se ter uma noção da magnitude do risco, que é muito bem percebido na indústria, a cada dez poços perfurados não mais que três deles têm acumulações comerciais.

Os perfis de poços têm grande aplicação na localização e avaliação de recursos minerais, dentre eles o petróleo. A aplicação geológica de perfis geofísicos de poços tem, como objetivo principal, propiciar um melhor conhecimento petrofísico dos reservatórios fornecendo suas principais características, tais como: porosidade, litologia, argilosidade, permeabilidade, densidade e a presença de fluidos que podem ser inferidas indiretamente a partir de medições feitas através de sondas que percorrem os poços.

Neste trabalho foram estudados três perfis de poços do Campo de Namorado, bacia de Campos RJ, visando a estimativa de litofácies a partir de dados de ANASETE (descrição de testemunho). Os dados foram fornecidos pela ANP em formato LAS, e foram carregados no programa Interactive Petrophysics® 3.4, licenciado pela SCHLUMBERGER.

2. Objetivo do trabalho

O objetivo principal deste trabalho foi aplicar uma técnica de reconhecimento de litologias, utilizando os perfis geofísicos de poços do Campo de Namorado (Bacia de Campos RJ), com o auxílio do programa *Interactive Petrophysics*® 3.4, visando testá-la com dados reais.

3. Descrição da Área Estudada

3.1 A Bacia de Campos

A Bacia de Campos situa-se em águas territoriais do Estado do Rio de Janeiro e Espírito Santo. Ela cobre cerca de 100.000 km², com apenas 500 km² situadas em áreas emersas (figura 1). Para norte, a bacia é parcialmente isolada da Bacia do Espírito Santo, na região de águas rasas, pelo Alto de Vitória, um bloco elevado de embasamento que coincide com a terminação oeste da Cadeia de Vitória – Trindade, um importante lineamento oceânico daquela área. Em águas profundas não existe uma separação efetiva entre as bacias de Campos e do Espírito Santo. A bacia representa atualmente o maior patrimônio petrolífero do país (Raja Gabaglia *et al.*, 1990).

A primeira descoberta, Campo de Garoupa, ocorreu em 1974 e, a partir daí, a busca constante de novas acumulações tem propiciado substanciais avanços no conhecimento da bacia, fazendo com que novos modelos geológicos sejam sempre imediatamente testados.

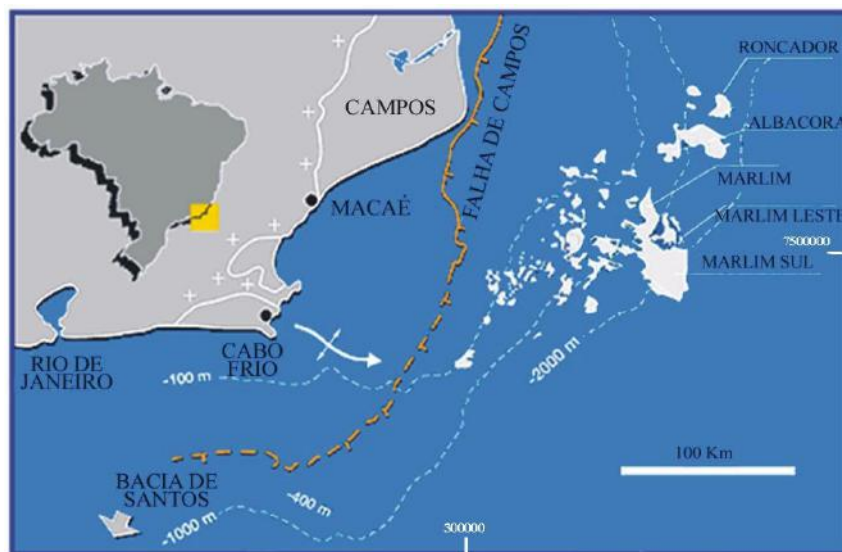


Figura 1. Mapa de localização da Bacia de Campos (Abreu, 2005). Os campos produtores estão indicados em branco entre as linhas batimétricas de 100 e 2000 metros. A falha de Campos está indicada em laranja.

A evolução tectono-sedimentar da Bacia de Campos assemelha-se à de outras bacias marginais do leste brasileiro, e é definida por três seqüências estratigráficas distintas:

continental, transicional e marinha, que representam os principais eventos geológicos formadores e modificadores da bacia. Na Figura 2 são representados, sem escala horizontal, as seqüências drift (amarelo e laranja), transicional (roxo e lilás) e a rift inferior (marrom). Observa-se também o embasamento (vermelho).

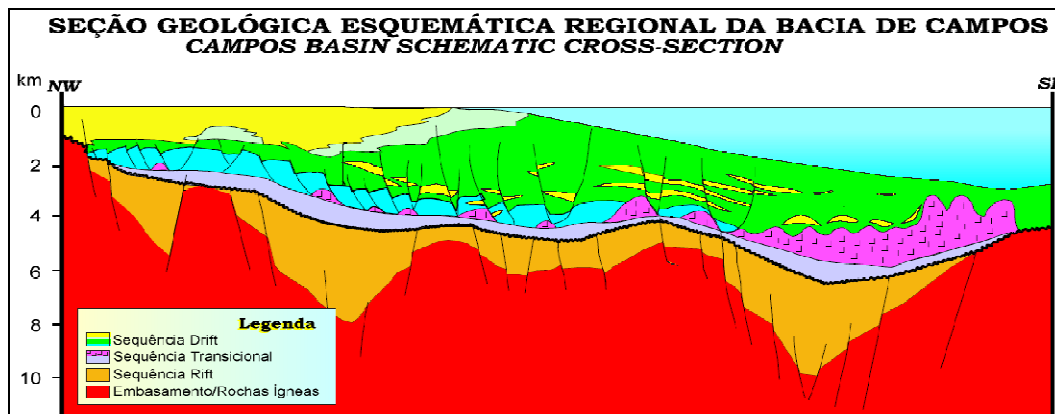


Figura 2. Seção geológica estratigráfica regional da Bacia de Campos (fonte anp.gov.br). Na figura são representados, sem escala horizontal, as seqüências drift (amarelo e laranja), transicional (roxo e lilás) e a rift inferior (marrom). Observa-se também o embasamento (vermelho).

Segundo Milani *et al.*, (1998), não existe em águas ultraprofundas uma efetiva separação entre as bacias de Campos e do Espírito Santo. Embora escassa, a amostragem do embasamento cristalino indica, em subsuperfície, que ocorrem os mesmos domínios litológicos de gnaisses pré-cambrianos que afloram nas várias áreas vizinhas à bacia marginal. A Bacia de Campos é limitada na parte sul pelo Arco de Cabo Frio e ainda, segundo Milani *op.cit.* aquela região comportou-se como um foco de persistente magmatismo durante a história evolutiva da bacia. Naquela área, sedimentos turonianos e campinianos estão intercalados a rochas vulcanoclásticas, basaltos e diques de diabásio de 90 a 80 Ma de idade. O magmatismo recorrente voltou a formar cones vulcânicos durante o Eoceno.

Na figura 3 é apresentada a Carta Estratigráfica da Bacia de Campos publicada pela ANP. O pacote rifte, da porção inferior da Formação Lagoa Feia na Bacia de Campos, abarca o intervalo Neocomiano Superior-Barremiano, recobrindo e localmente interdigitando-se com basaltos e rochas vulcanoclásticas da Formação Cambiúnas, datadas entre 130 e 120 Ma (Dias *et al.*, 1990). A porção inferior da Formação Lagoa Feia inclui conglomerados com

abundantes clastos de basaltos que formam grandes leques ao longo das falhas de borda. Também ocorrem arenitos, folhelhos, ricos em matéria orgânica, e coquinas, definindo um contexto de sedimentação lacustre. As coquinas alcançam até 400 m de espessura, constituindo um depósito de carapaças pelecípodes (membro Coqueiros), associados a altos estruturais e representando fácies particulares de rochas porosas nesta bacia.

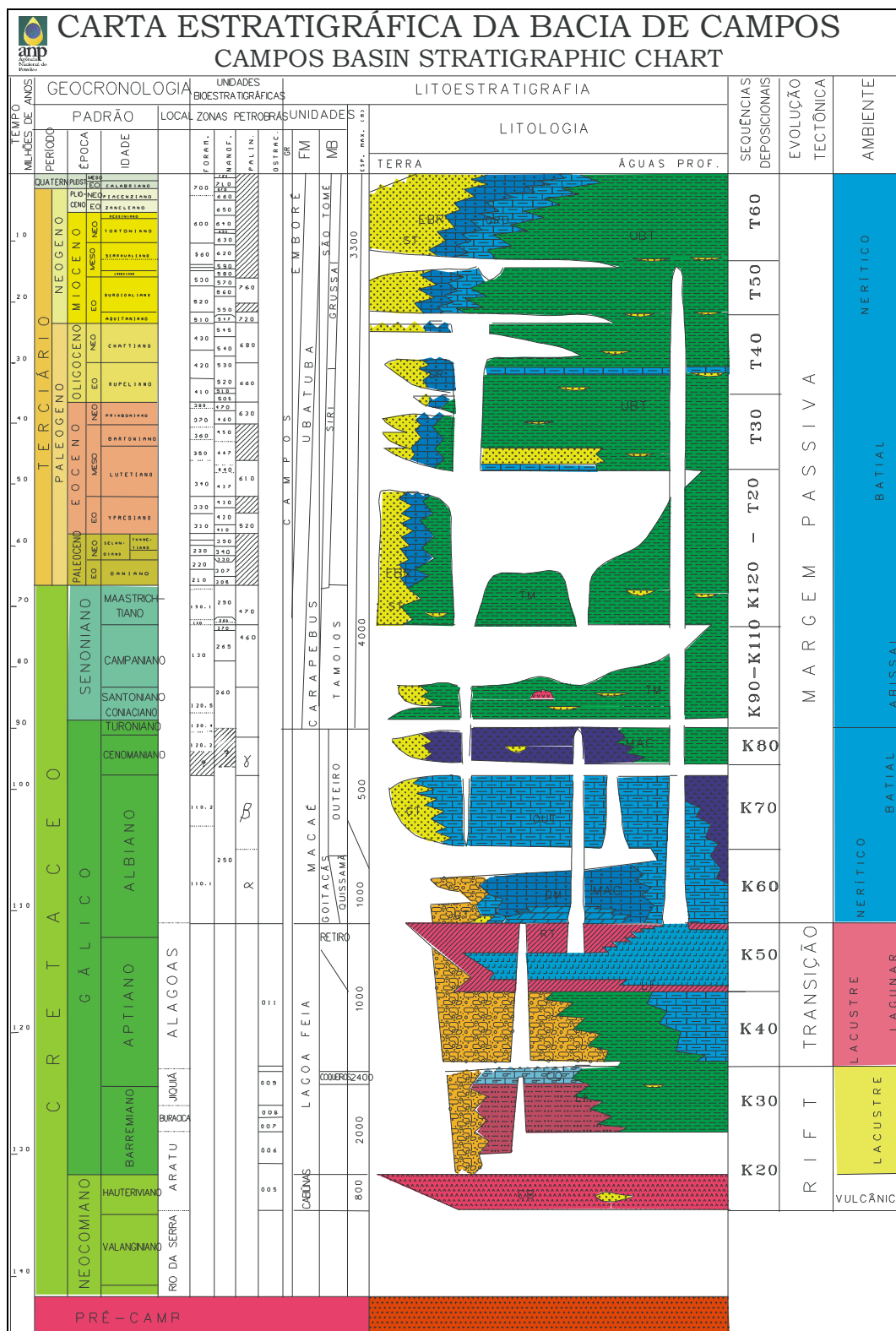
A parte superior da Formação Lagoa Feia, apoiada em expressiva discordância, é representada por uma seqüência de conglomerados e folhelhos avermelhados, de idade aptiana, recoberta por uma seção de evaporitos do Neoaptiano (Membro Retiro).

Durante o Albiano-Cenomiano as condições marinhas prevaleceram na bacia. A formação Macaé compõe-se de carbonatos clásticos e oolítico (Membro Quissamã) que, localmente, aparecem completamente dolomitizados. A sucessão vertical inclui calcilutitos, margas e folhelhos (Membro Outeiro). Nas porções mais proximais, a Formação Macaé é constituída por conglomerados e arenitos pobremente selecionados (Membro Goitacás).

O Grupo Campos recobre discordantemente a Formação Macaé, e representa o preenchimento desta bacia marginal durante a fase final de subsidência térmica e basculamento do substrato para leste. O pacote é representado por sedimentos proximais, areno-conglomerático (Formação Emborê) que gradam a folhelhos nas porções distais (Formação Ubatuba). A Formação Ubatuba compreende milhares de metros de espessura de folhelhos e margas, com arenitos turbidíticos intercalados (Membro Carapebus).

A rocha geradora de hidrocarbonetos da Bacia de Campos é formada pelos folhelhos orgânico lacustre da seção pré-sal da Formação Lagoa Feia e os principais reservatórios são os arenitos turbidíticos de idade cretácea/terciária, seguidos de calcarenitos albianos e coquinas barremianas (Milani op.cit., 1998).

Na Bacia de Campos existem dezenas de campos produtores de petróleo, destacando-se entre eles o Campo de Namorado.



3.2. Campo de Namorado

O Campo de Namorado (Figura 4) foi o primeiro grande campo da plataforma continental brasileira, pelo poço pioneiro denominado 1-RJS-19 descoberto em novembro de 1975.

O principal reservatório deste campo é o Arenito Namorado, de origem turbidítica e idade Cenomiana Inferior. Essa unidade sedimentar compõe a porção superior da Formação Macaé e, na área do campo, ocorre a profundidades variáveis entre 2900 e 3400 m (Menezes & Adams, 1990).

A escolha do Campo de Namorado dentre outras razões foi feita devido à disponibilidade dos dados, cedidos pela ANP. Ele é reconhecidamente um Campo Escola.

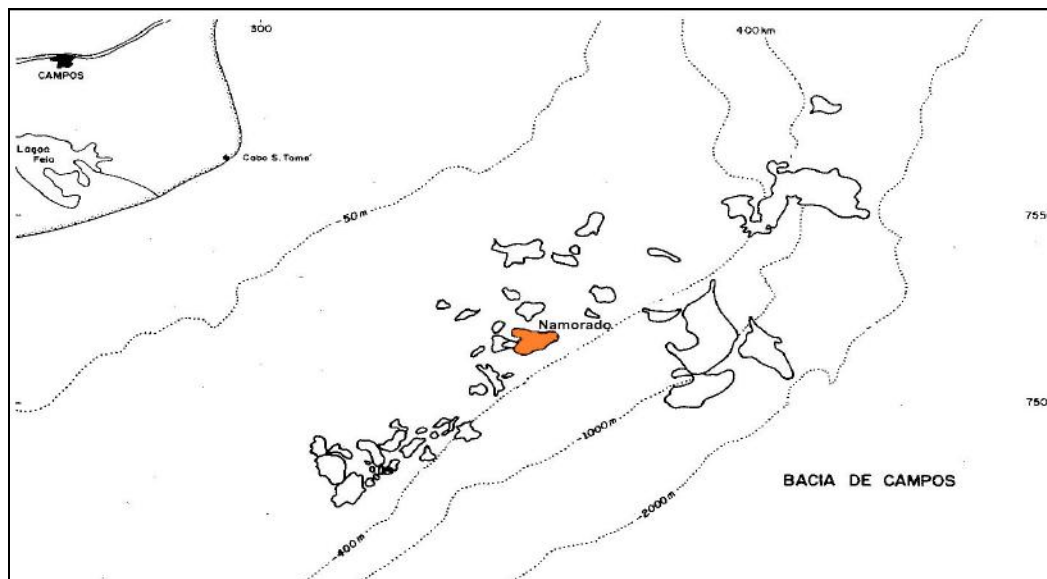


Figura 4. Localização do Campo de Namorado (Menezes & Adams, 1990).

4. Perfilagem de Poço

A perfilagem geofísica é definida como um conjunto de medições, no interior de um furo de sondagem, para prospecção de petróleo (óleo e gás), água e outros bens minerais. São determinadas as propriedades físicas, tais como: a polarização espontânea, a resistividade, a radioatividade, as propriedades acústicas, as medidas geométricas, etc. Devido aos altíssimos custos envolvidos na indústria do petróleo, os dados de perfilagem são de grande importância para os estudos geológicos e geofísicos. Os perfis são empregados para determinar a profundidade e a espessura das camadas que atuam como reservatórios, a qualidade de hidrocarbonetos presentes nos poros das rochas e avaliar o potencial de produção das formações.

Durante a perfuração, além do acompanhamento geológico feito através da análise das amostras de calha, faz-se necessária a utilização de perfis geofísicos, obtidos através da operação de perfilagem.

A obtenção de um perfil geofísico de poço, com a medição dos parâmetros físicos das rochas, inicia a partir da descida ao fundo de um poço de uma complexa aparelhagem mecânico-eletrônica, chamada sonda de perfilagem. O registro contínuo, em função da profundidade das características petrofísicas ou geométricas das formações geológicas atravessados pelo poço, é chamado de log ou perfil e seu padrão de apresentação segue as normas API (American Petroleum Institute).

Para a avaliação de um intervalo litológico, é necessária a análise conjunta das curvas que compõem a suíte básica de perfis, as quais são:

- a) Raio Gama (RG) – medida da radiação ou radioatividade natural total da rocha que permite distinguir os folhelhos e/ou argilas dos demais tipos litológicos.
- b) Densidade (NPHI) – medida da porosidade neutrônica, que é sensível à presença de hidrogênio, normalmente presente nos fluidos no espaço poroso.

- c) Porosidade Neutrão (RHOB) - o parâmetro medido é a densidade da formação (que é inversamente proporcional á da rocha).
- d) Rt – Resistividade, este perfil investiga grandes volumes de rocha para a obtenção da resistividade das zonas virgens das camadas.
- e) DT – Este perfil mede a velocidade de propagação de uma onda acústica na formação, calculada a partir do tempo que essa onda leva para atravessar uma certa espessura dessa formação.

5. Metodologia

A Agência Nacional do Petróleo (ANP) disponibilizou os dados do Campo de Namorado – Bacia de Campos, RJ para a pesquisa. Estes dados são compostos de:

- Arquivos em formato LAS com a suíte básica de curvas (RG, Rt, RHOB, NPHI e DT) de 56 poços.

- Descrição de testemunho no formato ANASETE (Análise Sequencial de Testemunho) de 19 poços.

Do total de poços disponibilizados pela ANP somente dados de 15 poços foram carregados no *software Interactive Petrophysics*® 3.4 que foi utilizado para desenvolver este trabalho. Destes, somente os dados de três poços foram usados para interpretações dos perfis. Os dados dos poços NA01, NA02 e NA04 foram interpretados com o auxílio das descrições de testemunhos no formato ANASETE. Na Tabela 1 é mostrada a relação dos 15 poços carregados no programa *Interactive Petrophysics*® 3.4. Os poços em destaque são os que foram interpretados neste trabalho. A saber: NA01, NA02 e NA04. O intervalo de validação corresponde à gama de profundidade que foi utilizada para a simulação dos dados sintéticos usados na comparação com os dados reais de descrição de testemunho.

Tabela 1. Relação dos 15 poços carregados para o programa Interactive Petrophysics 3.4. Os poços em destaque são os que foram interpretados neste trabalho. A saber: NA01, NA02 e NA04. O intervalo de validação corresponde à gama de profundidades utilizada para a simulação dos dados sintéticos usados na comparação com os dados reais de descrição de testemunho.

Poços	Intervalo de Validação (m)
NA01	3181,4 a 3192,4
NA02	2985,0 a 3047,2
NA3D	3233,0 a 3247,0
NA04	2965,0 a 2979,4
NA05A	2938,8 a 2974,8
NA07	3108,0 a 3122,0
NA08D	3446,0 a 3469,8
NA09D	3316,0 a 3345,0
NA11	3038,0 a 3051,0
NA12	3136,0 a 3152,0
NA17	3328,0 a 3339,8
NA21	3083,0 a 3100,0
RJS-19	2952,0 a 2971,0
RJS-42	3184,0 a 3207,0
RJS-234	3164,0 a 3180,0

Os dados de perfil encontram-se no formato LAS, que é composto basicamente por um cabeçalho (contendo informações sobre o poço e os perfis medidos) e por colunas numéricas. Em cada coluna estão representados os dados de cada perfil com exceção da primeira que indica a profundidade correspondente à medida (Figura 5). A Figura 6 ilustra um exemplo das curvas obtidas a partir dos dados de perfil.

~VERSION INFORMATION

VERS. 2.0: CWLS Log ASCII Standard - Version 2.0

WRAP. NO: One Line per Depth Step

~WELL INFORMATION

#MNEM.UNIT	DATA	DESCRIPTION OF MNEMONIC
STRT.M	2975.0000	:Start Depth
STOP.M	3200.0000	:Stop Depth
STEP.M	0.2000	:Step
NULL.	-99999.0	:Null Value
COMP .	PETROLEO BRASILEIRO S/A	:Company
WELL .	3NA 0002 RJS	:Well
FLD .	NAMORADO	:Field
LOC .		:Location
STAT .	RIO DE JANEIRO	:State
SRVC .		:Service Company
DATE .		:Log Date
API .	742810010100	:API Code

~CURVE INFORMATION

DEPT.M	DT.	GR.	ILD.	NPHI.	RHOB.
	:01	:02	:03	:04	:05

~ASCII LOG DATA

DEPTH (m)	DT	GR	ILD	NPHI	RHOB
2975.000	91.2695	66.4531	1.8425	21.7996	2.4617
2975.200	90.9399	68.4648	1.7627	21.8086	2.4266
2975.400	90.3281	69.0938	1.7114	23.1367	2.4270
2975.600	87.7031	67.7969	1.6621	24.6211	2.4411
2975.800	85.2031	67.1992	1.5940	25.5234	2.4502
2976.000	86.5234	67.9570	1.5305	26.3086	2.4579
2976.200	91.1875	69.0273	1.4912	26.2773	2.4529
2976.400	94.4570	69.8750	1.4514	25.7148	2.4197
2976.600	95.6133	70.5117	1.4237	25.1562	2.3845
2976.800	97.0078	70.3398	1.4192	24.8650	2.3754
2977.000	97.0391	68.6406	1.4285	25.0002	2.3744
2977.200	96.2578	66.5039	1.4381	25.1091	2.3668
2977.400	96.0483	65.2070	1.4400	25.0427	2.3782
2977.600	95.9258	64.8555	1.4288	25.1250	2.3969

For Help, press F1

Figura 5. Exemplo de dados de perfis no formato LAS. As medidas de GR, NPHI e RHOB que foram utilizadas neste trabalho estão representadas respectivamente nas 3ª, 5ª e 6ª colunas.

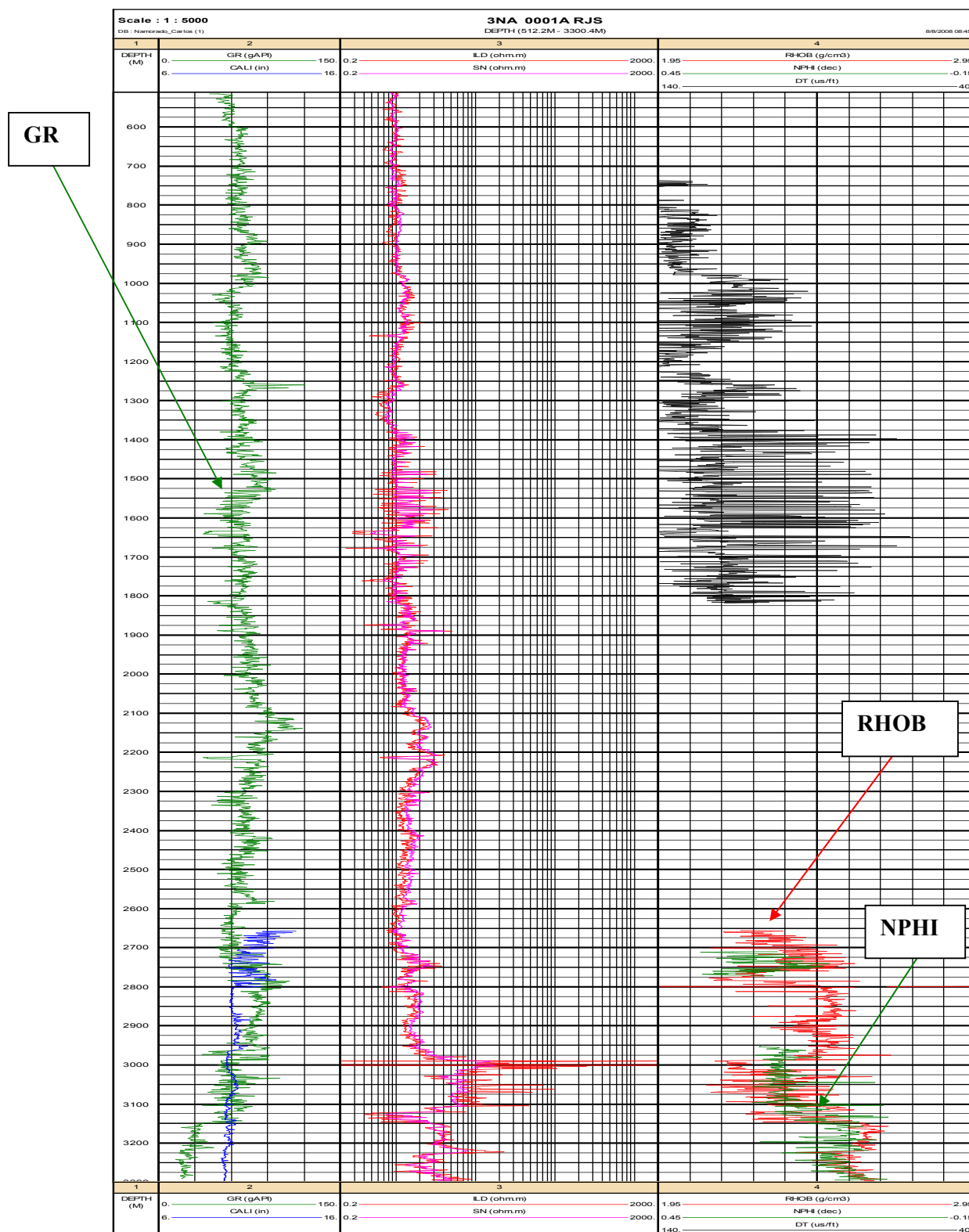


Figura 6. Curvas produzidas a partir dos dados de perfis carregados no programa *Interactive Petrophysics*® 3.4.

Os dados de testemunhos estão no formato ANASETE, que consiste de uma representação gráfica contendo as informações retiradas do testemunho. A Figura 7 apresenta um exemplo dos dados de testemunho, onde a coluna (A) mostra as fácies descritas.

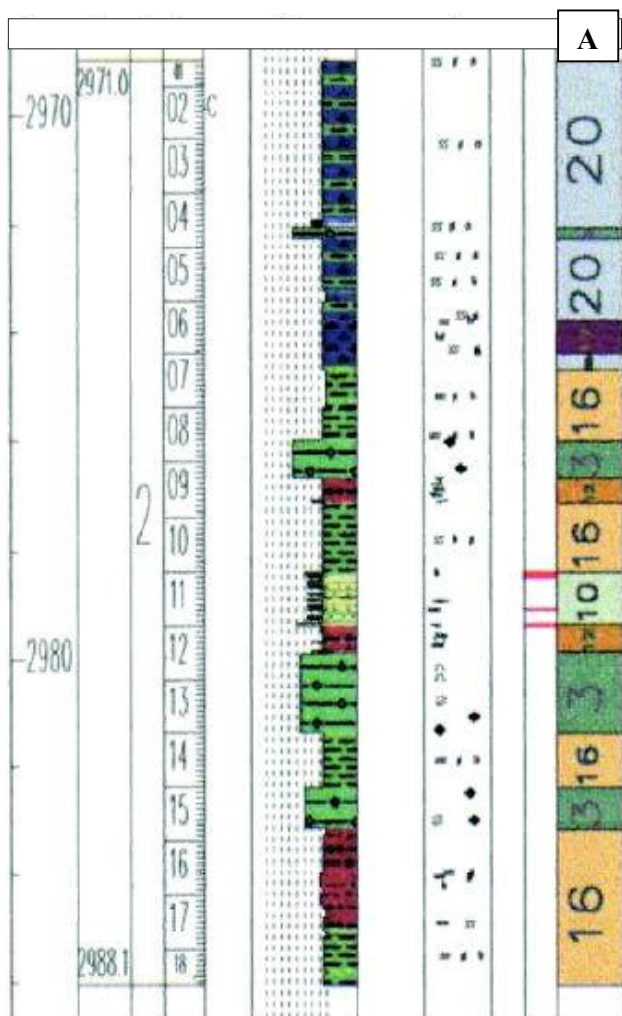


Figura 7. Exemplo de testemunho do Campo de Namorado no formato ANASETE.

5.1. Descrição das fácies.

Foram identificadas nos dados ANASETE 21 fácies, agrupadas em três litologias conforme a tabela 2 abaixo. No programa Interactive Petrophysics® 3.4, somente com base nas curvas, é impossível determinar o detalhe de cada litologia. Por este motivo foram gerados gráficos (*Crossplot*) para os três poços, utilizando os perfis de porosidade (NPHI e RHOB) e radioatividade (GR), com a finalidade de verificar áreas de maior concentração de pontos de cada litologia. Assim, as figuras 8 e 9 respectivamente apresentam os gráficos (NPHI X RHOB) e (GR x RHOB) onde os pontos correspondentes aos dados de folhelho aparecem com a cor verde, os de arenito com a cor amarela e os de carbonato com a cor azul. Em seguida foram contornadas três áreas englobando os pontos das cores de cada litologia.

Tabela 2. Fácies identificadas e reorganizadas em três litologias, a saber: folhelho (verde), arenito (amarelo) e carbonato (azul).

FOLHELHO	
	Folhelho Radiativo
	Siltito Interlamado e Folhelho Bioturbado Deformado
	Siltito Argiloso Estratigráfico
	Diamictito Dreno-lamoso
	Folhelho com níveis de marga Bioturbado
ARENITO	Siltito Argiloso/ Arenito deformado
	Interlamado Siltito Argiloso e Marga
	Marga Bioturbada
ARENITO	Arenito Médio Maciço ou Gradado
	Arenito Médio Cimentado
	Interlamado Arenoso Bioturbado
	Arenito Cimentado com Interclastos/ Bioturbação
	Arenito/ Folhelho Finante Interestratificado
	Arenito/Folhelho Interestratificado
	Arenito Grosso Amalgamado
ARENITO	Conglomerado Residual
	Arenito Médio Laminado
	Arenito com Interclasto Laminoso
CARBONATO	
	Interlamado Deformado
	Conglomerado com Brechas Carbonática
	Ritmito

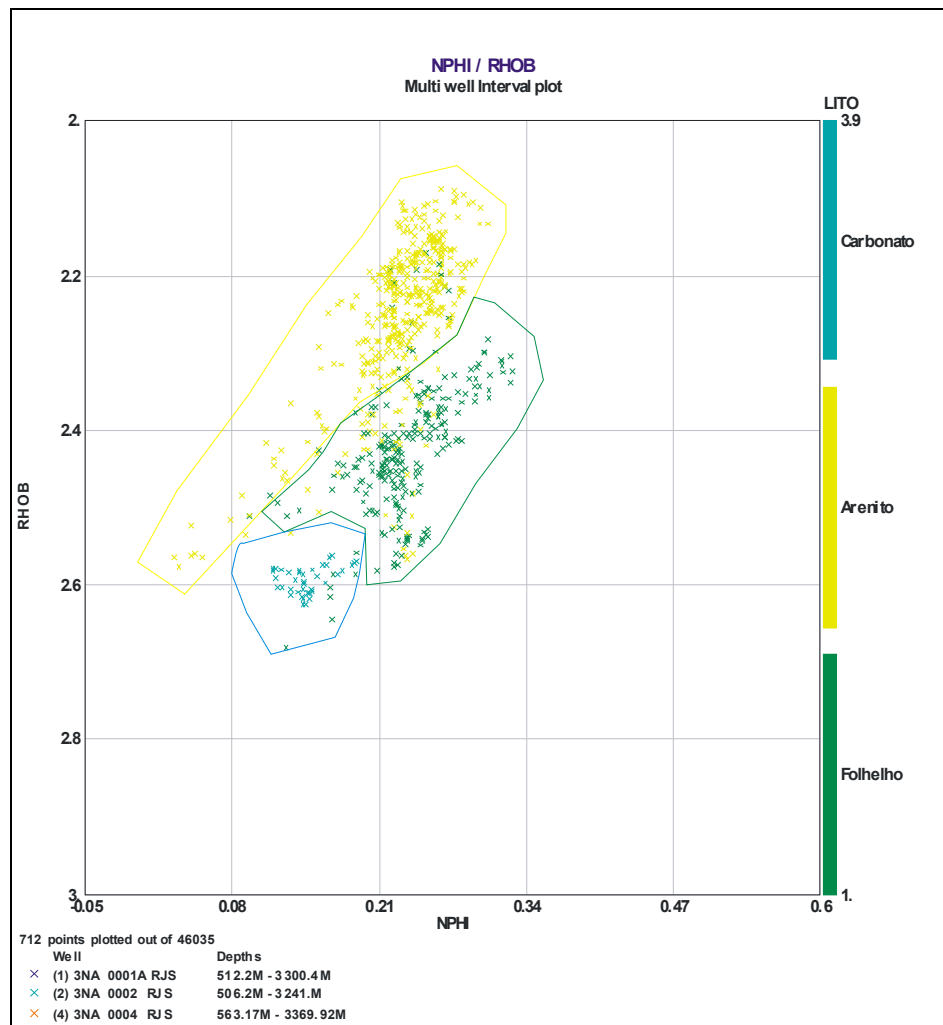


Figura 8. *Crossplot* NPHI x RHOB. Os pontos correspondentes aos dados de folhelho foram marcados com a cor verde, os de arenito com cor amarela e os de carbonato com cor azul. As áreas contornadas englobam os pontos correspondentes às respectivas litologias.

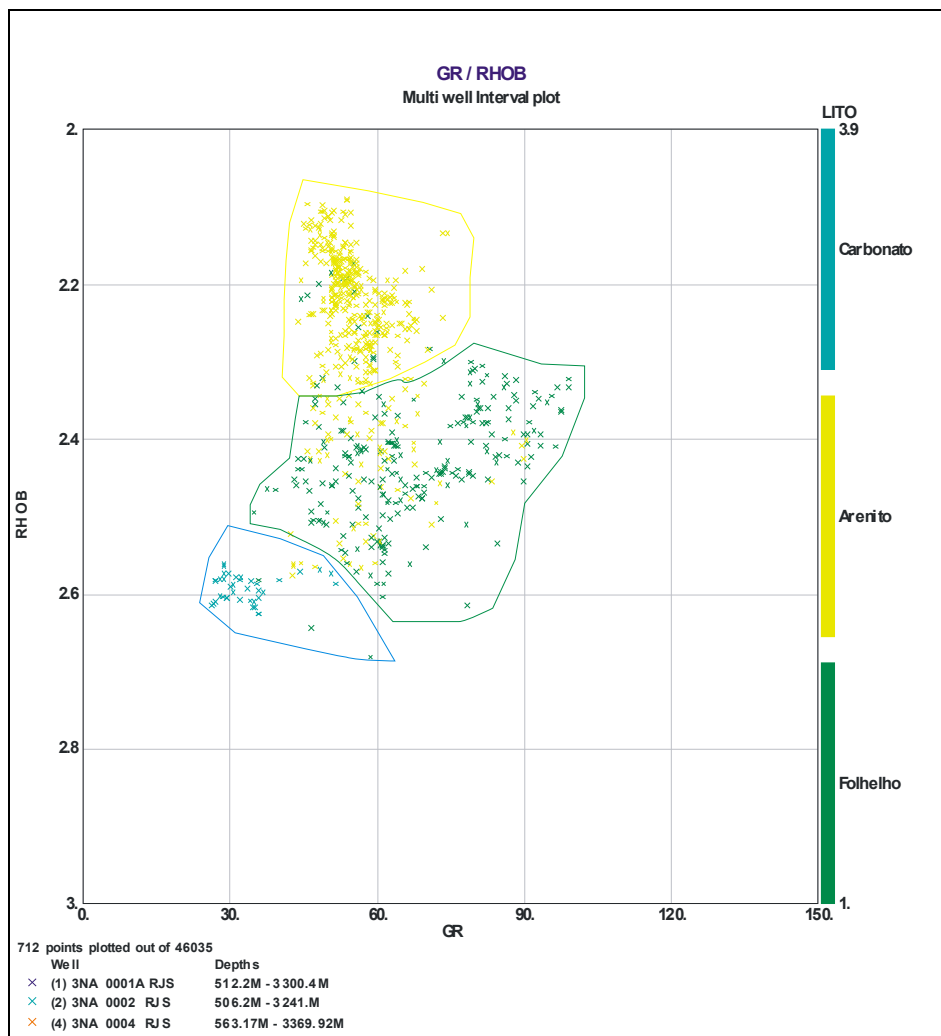


Figura 9. Crossplot GRx RHOB. Os pontos correspondentes aos dados de folhelho foram marcados com a cor verde, os de arenito com a cor amarela e os de carbonato com a cor azul. As áreas contornadas englobam os pontos correspondentes às respectivas litologias.

6. Resultados

O programa reconheceu 712 pontos nos três poços estudados. Os dados reais dos perfis do ANASETE, mostrados nas figuras 10, 12 e 14 dos poços NA01, NA02 e NA04 respectivamente, serviram para comparação com os resultados obtidos pelo programa *Interactive Petrophysics*® 3.4, apresentados nas figuras 11, 13 e 15 correspondentes aos dados sintéticos.

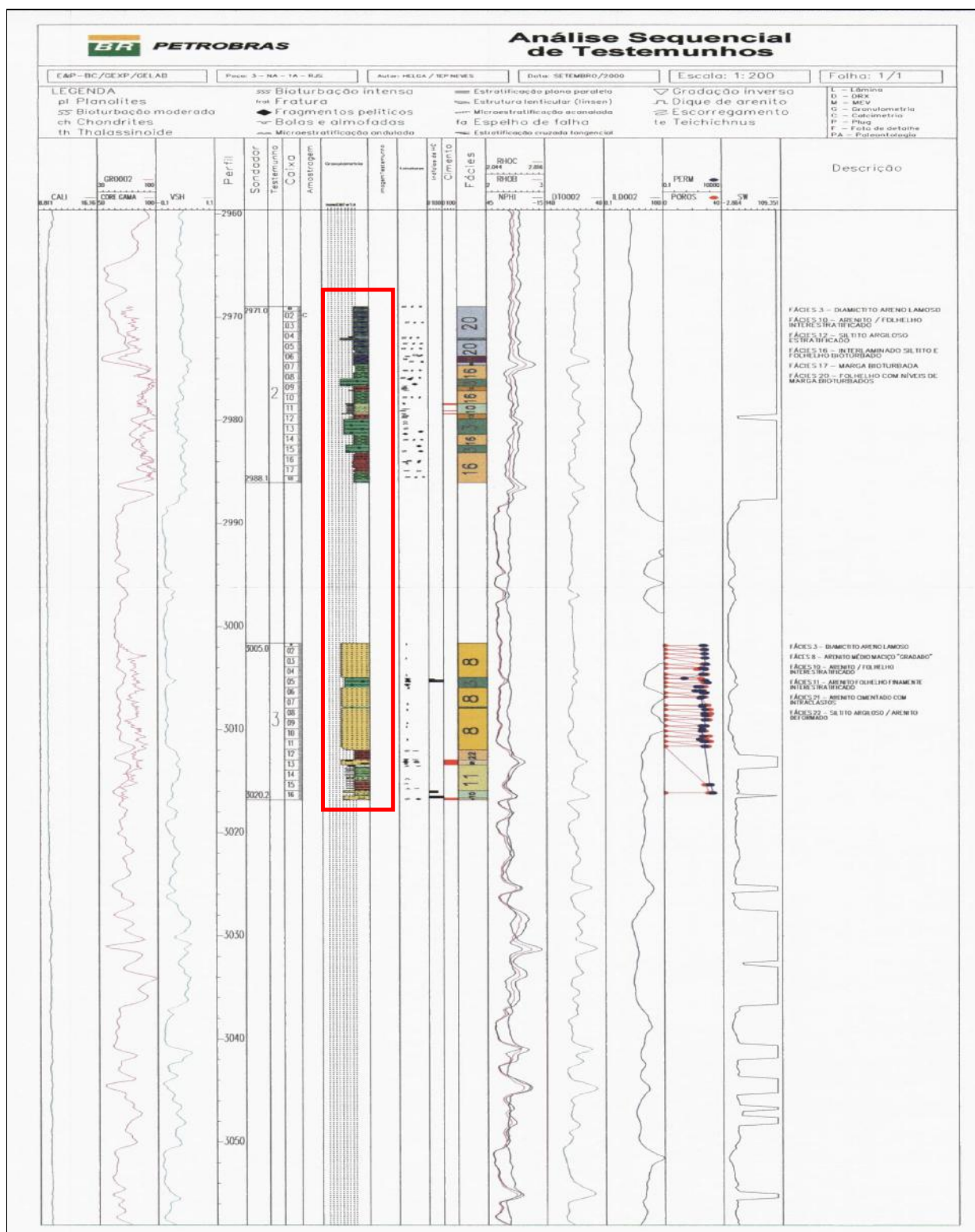


Figura 10. Descrição litológica dos testemunhos do poço NA01, dados ANASETE. Em contorno vermelho aparece o intervalo de dados usado na comparação com os resultados obtidos pelos dados sintéticos da figura 11.

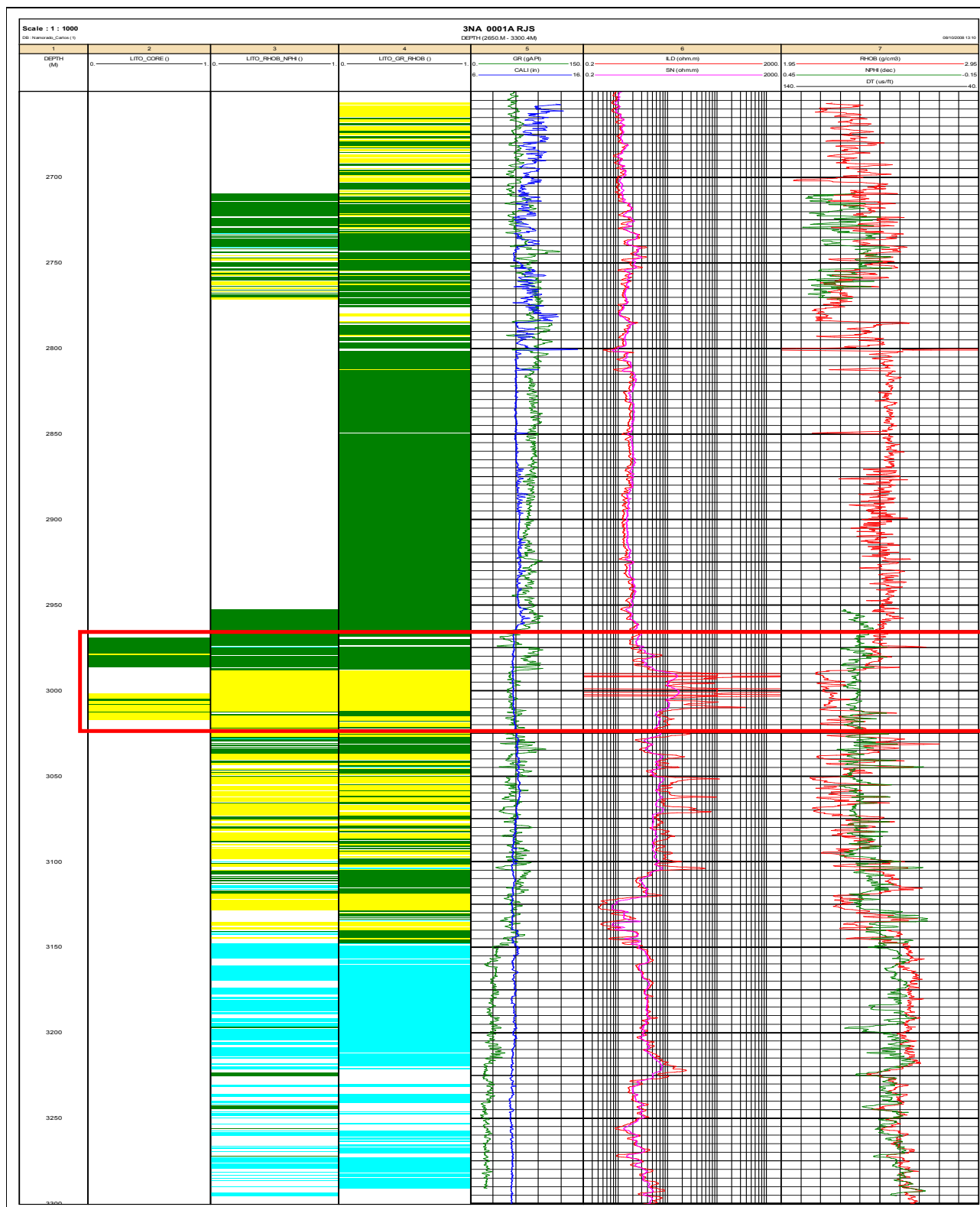


Figura 11. Dados do poço NA01. Na coluna “2” (lito-core) estão os dados reais do ANASETE. Nas colunas “3” e “4” os dados sintéticos gerados pelo *Interactive Petrophysics*® 3.4 , respectivamente RHOB_NPHI e GR_RHOB. No retângulo em vermelho o intervalo usado na comparação dos resultados.

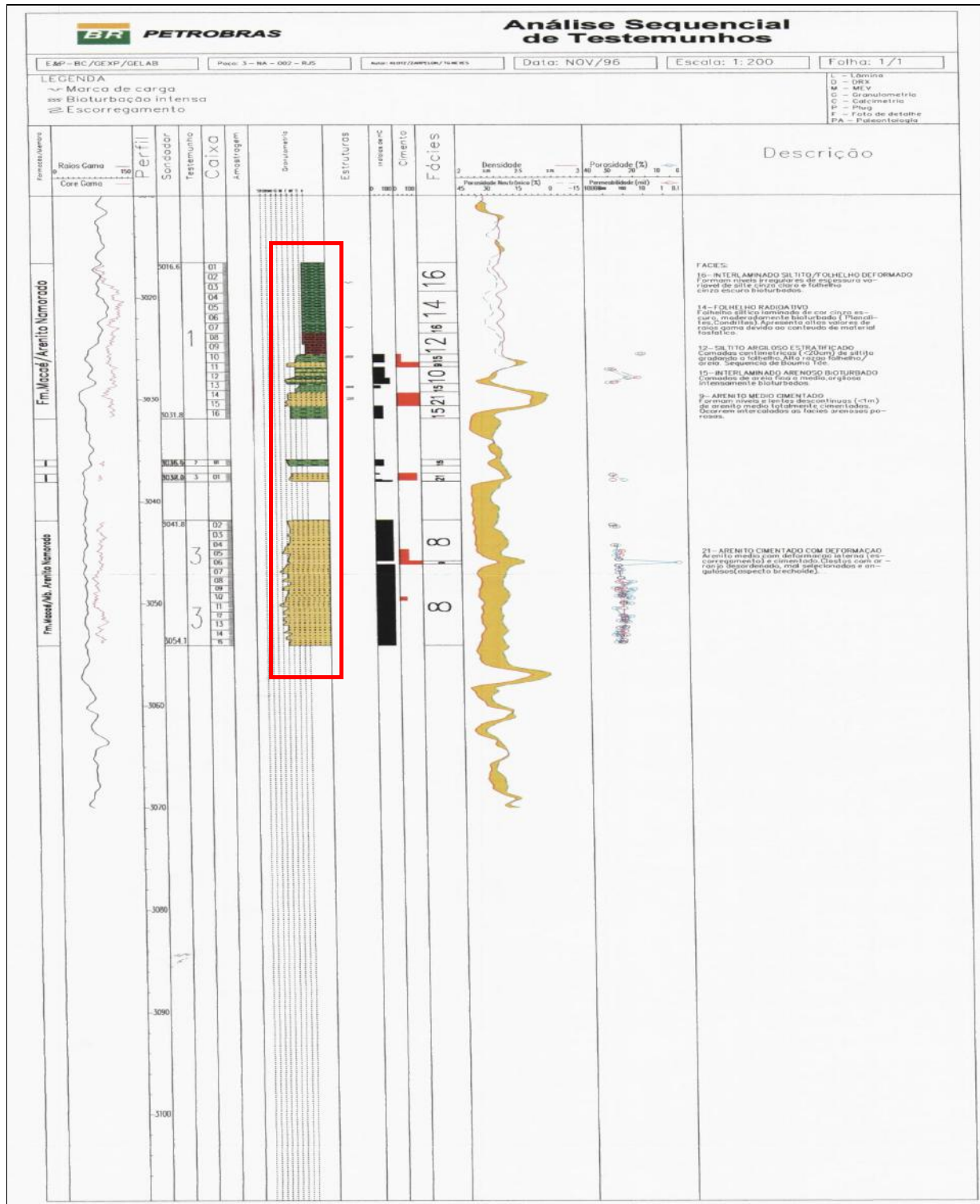


Figura 12. Descrição litológica dos testemunhos do poço NA02, dados ANASETE. Em contorno vermelho é mostrado o intervalo de dados usado na comparação com os resultados obtidos pelos dados sintéticos da figura 13.

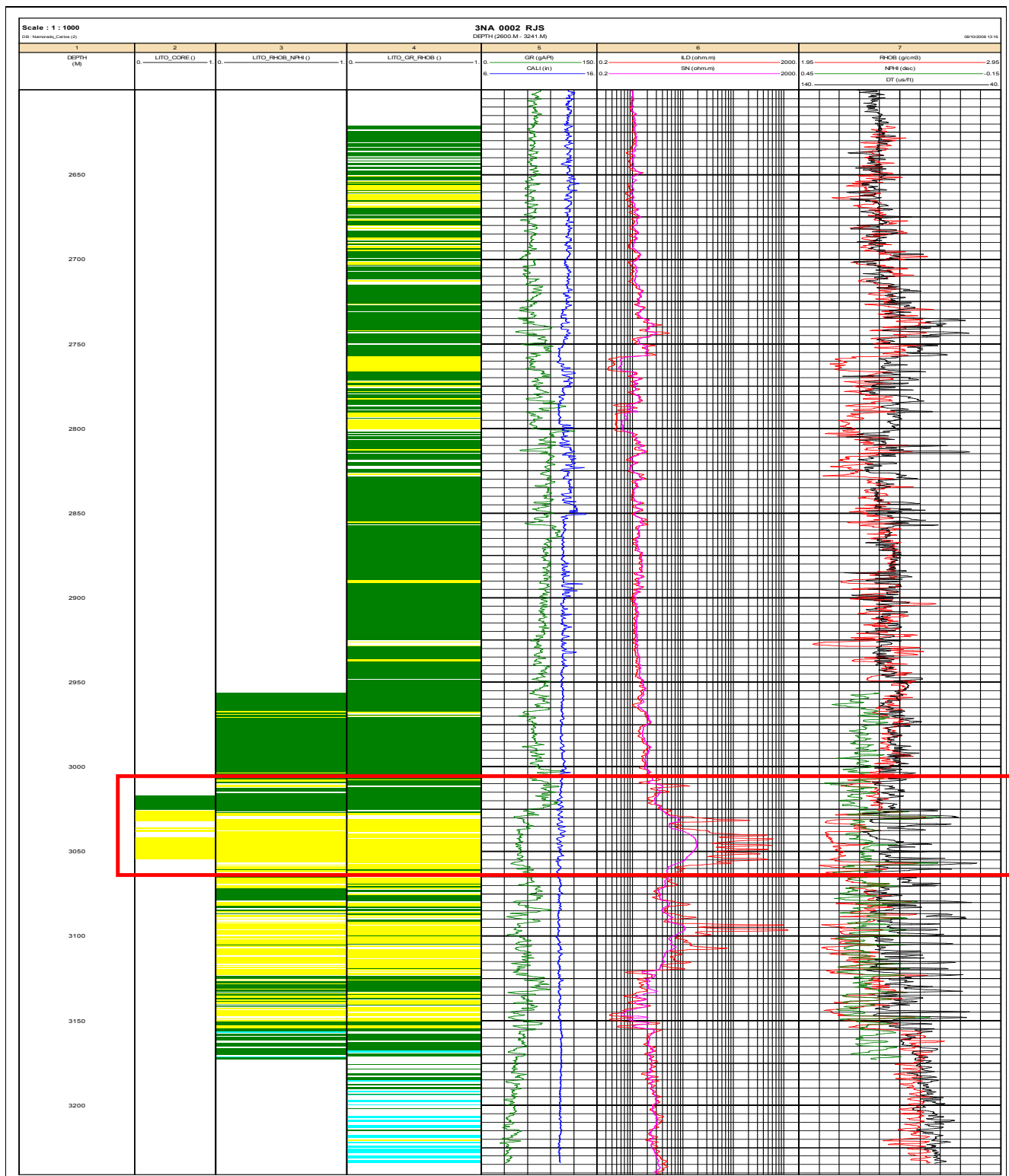


Figura 13. Dados do poço NA02. Na coluna “2” (lito-core) estão os dados reais do ANASETE. Nas colunas “3” e “4” os dados sintéticos gerados pelo *Interactive Petrophysics®* 3.4, respectivamente RHOB_NPHI e GR_RHOB. No retângulo em vermelho o intervalo usado na comparação dos resultados.

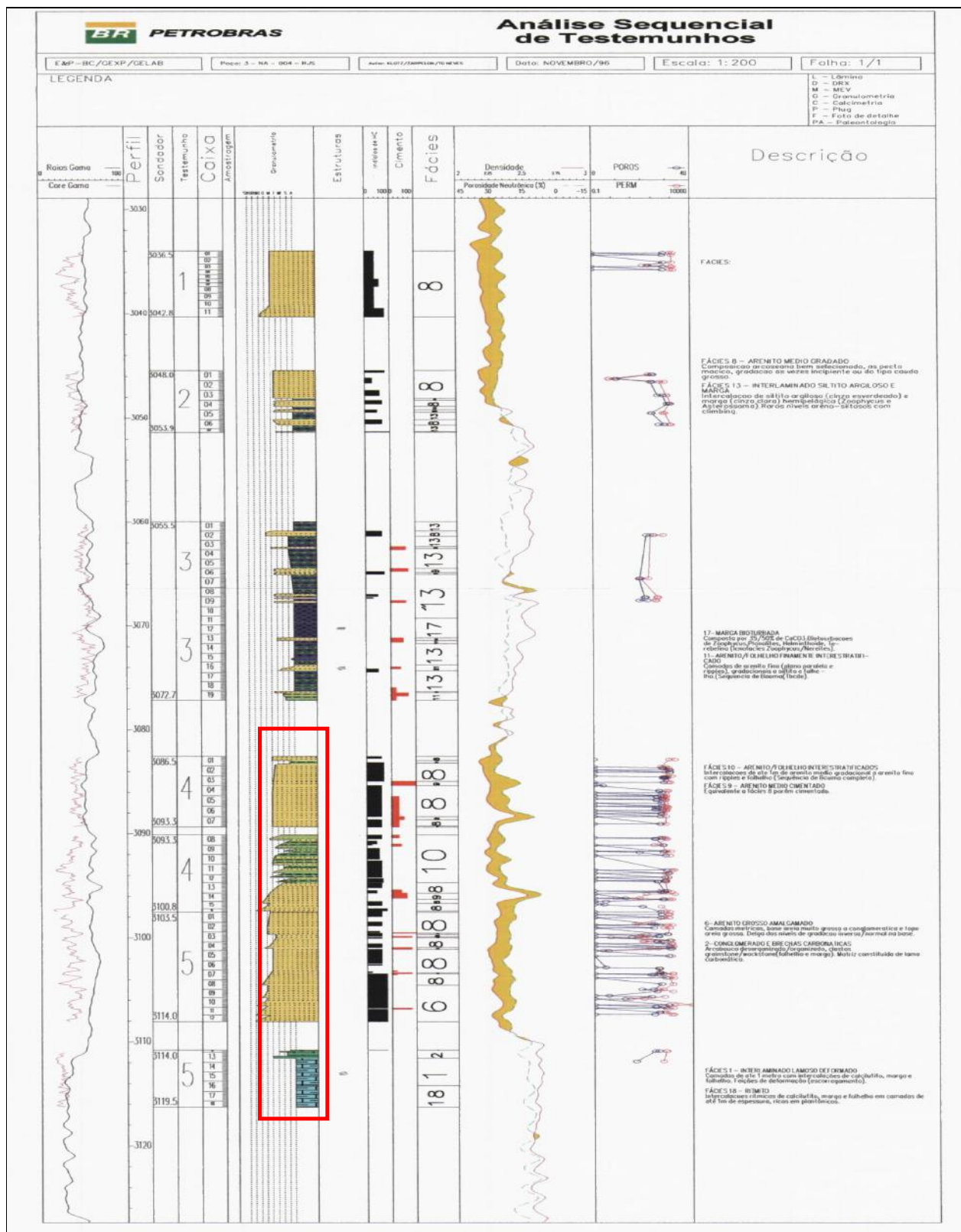


Figura 14. Descrição litológica dos testemunhos do poço NA04, dados ANASETE. O contorno vermelho separa o intervalo de dados usado na comparação com os resultados obtidos pelos dados sintéticos da figura 15.

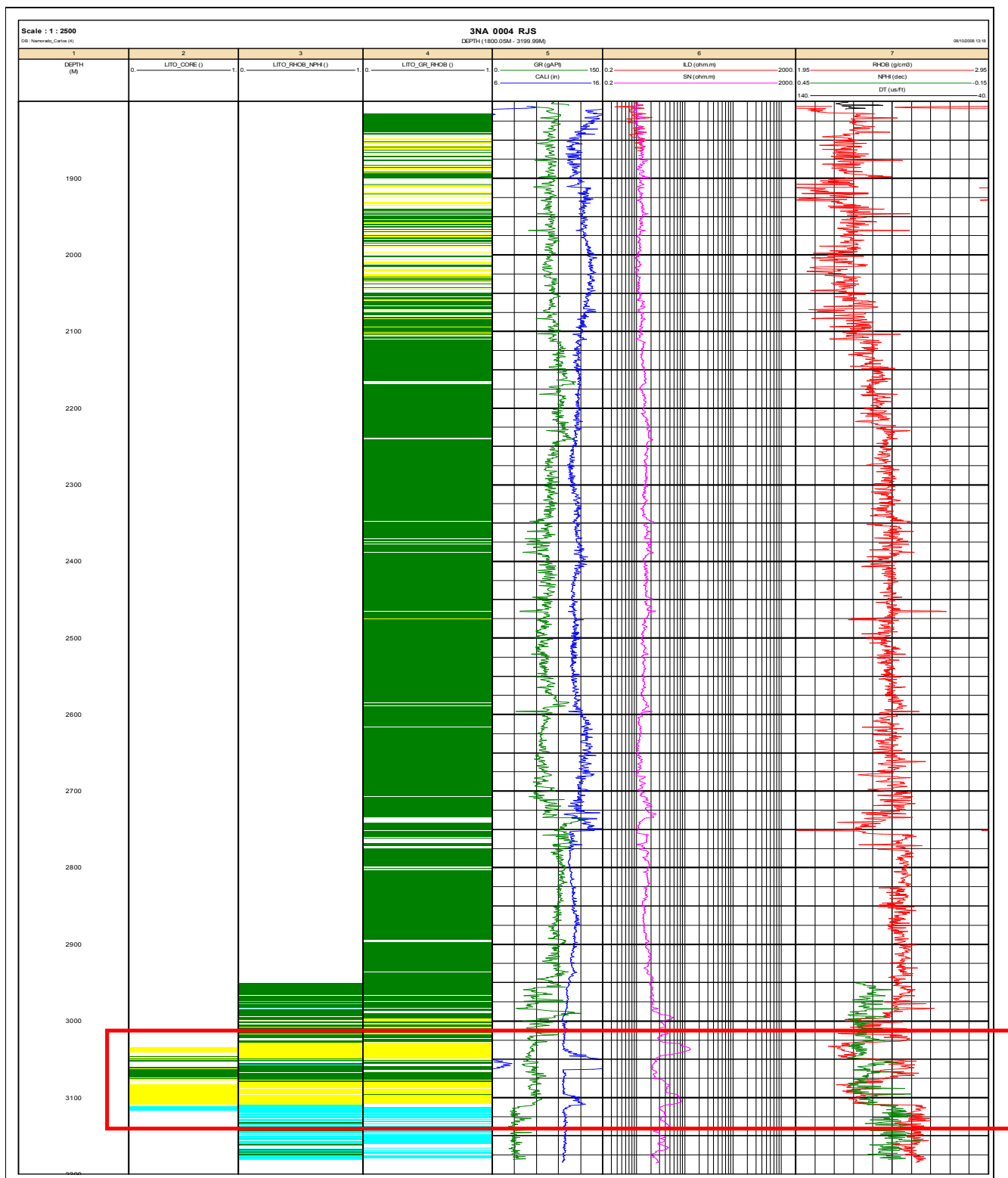


Figura 15. Dados do poço NA04. Na coluna “2” (lito-core) estão os dados reais do ANASETE. Nas colunas “3” e “4” os dados sintéticos gerados pelo *Interactive Petrophysics*® 3.4 , respectivamente RHOI_NPHI e GR_RHOI. No retângulo em vermelho o intervalo usado na comparação dos resultados.

6.1. Análise dos Resultados

A tabela 3, que apresenta os percentuais de acertos para cada poço estudado, foi obtida poço a poço a partir da comparação entre os valores sintéticos reconhecidos pelo algoritmo, e a quantidade total de dados reais.

Por exemplo: No poço NA 01 foram identificados 165 pontos reais dos quais o *crossplot* NPHI x RHOB só reconheceu 131 pontos totalizando 79 % de acertos ou 21% de erro e assim sucessivamente para cada poço.

Tabela 3. Percentual de acertos para cada poço estudado.

Lito_poços	Pontos	% Total	Lito = NPHI x RHOB			Lito = GR x RHOB		
			Pontos	% Acertos	% Erros	Pontos	% Acertos	% Erros
NA01	165	100	131	79	21	127	77	23
NA02	148	100	130	88	12	127	86	14
NA04	399	100	344	86	14	339	85	15
Total	712							

6.2. Análises dos Erros

Os erros identificados neste trabalho surgiram em função de diversos motivos, entre eles a reorganização de vinte e uma fácies em apenas três litologias. Esta simplificação mostrada na tabela 2 justifica alguns pontos classificados fora da região delimitada nos *crossplot*.

7. Conclusões

A técnica de reconhecimento de litologias, aplicada aos dados de perfis geofísicos de poços do Campo de Namorado (Bacia de Campos RJ) com o auxílio do programa *Interactive Petrophysics*® 3.4, mostrou-se capaz de identificar as litologias previamente agrupadas.

Esta técnica foi utilizada para dados de poços de petróleo, mas pode ser aplicada para qualquer bem mineral ou contaminantes. Esta ampla aplicabilidade da técnica torna este trabalho interessante do ponto de vista da prospecção mineral e investigação ambiental.

O número de litologias descritas no ANASETE é muito superior ao limite do algoritmo motivo pelo qual foram agrupadas em três litologias este fato, certamente produziu erros que podem ser identificados na tabela 3.

No *crossplot* foi possível confirmar que o algoritmo conseguiu identificar os pontos reais de cada poço agrupando-os dentro das áreas. No total foram marcados no gráfico 712 pontos para os três poços interpretados.

Na comparação dos dados sintéticos com os dados reais das litologias obteve-se um nível muito bom de acertos – vide tabela 3. Constatou-se que o programa mostra boa eficiência na interpretação de litologias geradas por perfis sintéticos.

Como recomendação final, propõe-se o mesmo estudo em todos os poços com dados disponíveis do Campo de Namorado a fim de reafirmar a utilidade da técnica em apreço.

8. Referências Bibliográficas.

Abreu, C.J., 2005 – Complexo de Lobos do Sistema Depositional Moderno de Águas Profundas Almirante Câmara Imageado por Sísmica de Alta Resolução, Bacia de Campos, Tese de Doutorado. Departamento de Geologia – UFRJ.

Dias, J.L., Scarton, J.C., Esteves, F.R., Carminatti, M., Guardado, L.R., 1990, Aspectos da Evolução Tectono-Sedimentar e Ocorrência de Hidrocarbonetos na Bacia de Campos. In: Origem e Evolução das Bacias Sedimentares, eds **Raja Gabaglia, Guilherme Pederneiras, Milani, Edison José**. Petrobras, p335-358.

Ellis, D.V., 1987, Well Logging For Earth Scientists, Elsevier, 532p

Faustino, L., H., C., 2007, Simulação de perfis Sônico do Campo de Namorado Através da Técnica de Defuzificação Paramétrica, 43p.

Gouvêa, J. L., Costa e Silva, L. M. da, Geofísica de Prospeção, 311p . ed. Universidade do Pará.

Leite, M. V. C., 2007, Simulação do Perfil Sônico para Poços do Campo de Namorado Utilizando a lógica Fuzzy, 138p.

Lima, K.T. P. de, 2002, Métodos Acústicos de Perfilagem.

Magalhães, A. C.G.T., 2004, Aplicação do método fuzzy para reconhecimento de padrões em perfis de poços do Campo de Namorado- Bacia de Campos, RJ, 94p. Monografia Curso de Geologia – UFRJ.

Menezes, S. X. & Adams, T., 1988, Ocorrência de Resistividades Anômalas no Campo de Namorado.v.2, p. 359-366.

Milani, E.J & Zalán, P. V., 2000, Petróleo na Margem Continental Brasileira, Revista Brasileira de Geofísica, Vol. 18, p 352-396.

Milani, E.J, & Zalán, P.V., 1998. Brazilian Geology Part 1; the Geology of Paleozoic Cratonic Basins and Mesozoic Interior Rifts of Brazil, AAPG. Associação Brasileira de Geólogos de Petróleo, Short Course Notes, Rio de Janeiro, Brasil.

Mimbela, F. R. R., 2005, Modelo Fuzzy para Predição Conjunta de Porosidade e Permeabilidade Via Perfis Convencionais de Poço do Campo de Namorado – Bacia de Campos, R.J, 136p.

Miranda, A. I. F. 2004, Imageamento da Porosidade Através de Perfis geofísico de Poço, 58p. Tese de Doutorado UFPA.

Nery, G. G., 2004, Perfilagem Geofísica, Notas de Aulas, UFBA, 50p.

Oliveira, J. K. de, 2005, Efeito da Porosidade Efetiva e da argilosidade nas Velocidades de Ondas P no Arenito Namorado, 49p.

Raja Gabaglia, G. P., Milani, E. J., 1990, Origem e Evolução de Bacias Sedimentares, Petrobras, 415p.

Rosa A. J., Carvalho, R. de S., Xavier J. A. D., 2006, Engenharia de Reservatórios de Petróleo, 832p. ed. Interciências.

Schlumberger, 1998, Searching For Oil and Gás in the Land of Giants, 149p.

Serpa, E. V., 2007, Bacia de Neuquén: Método de perfilagem de poços, 96p.

Suslick, S. B. Conhecer as incertezas: o desafio da indústria do petróleo, CEPETRO UNICAMP.

www.anp.gov.br